

MAIL STOP PATENT
Attorney Docket No. 25585

IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

In re Application of:

Valentyn Oleksandrovykh BRYGYNEVYCH

Serial No. Not yet assigned

Filed: August 28, 2003

Title: THE METHOD OF WAVE DIAGNOSTICS OF THE OIL-AND-GAS DEPOSIT

REQUEST FOR PRIORITY UNDER 35 U.S.C. §119

Commissioner of Patents
Alexandria, Virginia 22313-1450

Sir:

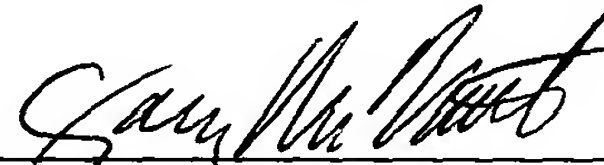
In the matter of the above-captioned application, notice is hereby given that the Applicant claims as priority date August 30, 2002, the filing date of the corresponding application filed in UKRAINE, bearing Application Number 2002087095.

A Certified Copy of the corresponding application is submitted herewith.

Respectfully submitted,

NATH & ASSOCIATES PLLC

Date: August 28, 2003

By: 
Gary M. Nath
Registration No. 26,965
Marvin C. Berkowitz
Registration No. 47,421
Customer No. 20529

NATH & ASSOCIATES PLLC
6TH Floor
1030 15th Street, N.W.
Washington, D.C. 20005
(202)-775-8383
GMN/MCB/lb (Priority)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ ПРОМИСЛОВОЇ ВЛАСНОСТІ
(УКРПАТЕНТ)

Україна, 04119, м. Київ-119, вул. Сім'ї Хохлових, 15, тел./факс 458-06-11
Україна, МСП 04655, м. Київ-53, Львівська площа, 8, тел. 212-50-82, факс 212-34-49

№ 1547/01

"02 12" 2002 р.

Міністерство освіти і науки України цим засвідчує, що
додані матеріали є точним відтворенням первісного опису,
формули і креслень заявки № **2002087095** на видачу патенту на
винахід, поданої **30.08.2002**

Назва винаходу:

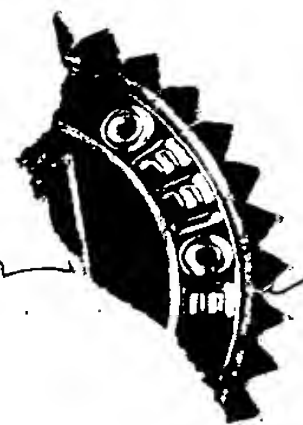
СПОСІБ ХВИЛЬНОЇ ДІАГНОСТИКИ
НАФТОГАЗОВОГО ПОКЛАДУ

Заявник:

Бригиневич В.О.

Дійсний автор:

Бригиневич В.О.



За дорученням Державного департаменту інтелектуальної власності

А.Красовська

Спосіб хвильової діагностики нафтогазового покладу

Даний винахід відноситься до області геофізичних методів розвідки, зокрема, сейсморозвідки нафтових і газових родовищ за комплексом хвиль різних типів. Призначений для діагностики колекторських і флюїдонасичуючих властивостей гірських порід в навколосвердловинному просторі і одержання кількісних оцінок їхніх параметрів для розпізнавання нафтогазових покладів з метою подальшого ефективного розкриття нафтогазоносних пластів при бурінні пошуково - розвідувальних і експлуатаційних свердловин, а також використання його даних при підрахунку запасів нафти і газу. Спосіб, зокрема, ефективний при діагностуванні тріщинуватих колекторів (вапняки, пісковики), тому що дозволяє вимірювати такі нафтопромислові параметри пластів гірських порід, як середня довжина і лінійна густина тріщин, тріщинні пористість і проникність, залишкова водонасиченість і флюїдонасиченість тріщин, що у більшості випадків не визначаються безпосередньо стандартним комплексом методів геофізичного дослідження свердловин (ГДС). Крім того, спосіб може бути використаний для вивчення літологічних і петрофізичних параметрів пластів гірських порід в умовах їх природного залягання.

Відомий спосіб вібросейсморозвідки нафтогазових родовищ (Ru, патент № 2045079 GO1V1/00, 1995), відповідно до якого збуджують сейсмічні коливання з частотою 2 – 20 Гц, реєструють сейсмічний відгук земних порід до і після збудження коливань по трьох компонентах не менш, ніж двох сейсмоприймачів одночасно, і по різкому збільшенню екстремума отриманої амплітудно - частотної характеристики сейсмічного відгуку на частотах 2 - 6 Гц приймають рішення про наявність нафтогазового родовища. Спосіб дозволяє в деяких випадках установлювати наявність нафтогазового покладу, хоча його результативність недостатньо висока, оскільки екстремум амплітуди є параметром, що залежить від різних факторів. Зокрема, значення амплітуд істотно залежать від умов збудження і реєстрації, відсутність відомостей про які може дати помилкову інформацію про наявність нафтогазового родовища. Тому для розпізнавання об'єкта по такому параметру, як екстремум амплітуди, необхідно встановлювати рівень амплітудної дискримінації (поріг), а для правильного вибору величини порога необхідна інформація про статистичні властивості корисного сигналу і шуму разом з розподілом імовірностей перевищення амплітудами корисного сигналу і шуму різних рівнів. У способі не

передбачений облік зміни умов хвильового збудження, а сам спосіб вимагає великих витрат часу і додаткових пристроїв, оскільки існуючі вібратори не можуть збуджувати сейсмічні хвилі в інфразвуковому діапазоні з необхідною частотою генерування коливань.

Відомий спосіб вивчення покладів вуглеводнів за ефектами їх неідеальної пружності (М.Б. Раппопорт, В.І. Рижков. Доповіді міжнародної геофізичної конференції. SEG, IGRC, EAGE. Москва, 2000р.). У способі використовується той факт, що насичене вуглеводнями пористе середовище має високі поглинаючі властивості. Ефекти сейсмічної непружності гірських порід, на думку авторів, виявляються в частотно - залежному поглинанні та дисперсії фазових швидкостей сейсмічних хвиль, значення яких тут обчислюються за даними наземної і свердловинної сейсморозвідки. В основі запропонованого авторами способу покладені дослідження сейсмічного поглинання за даними наземної сейсморозвідки 2Д (чи 3Д), проте для обчислення параметрів поглинання використовують непідсумовані сейсмічні дані та фактор простежуваності сейсмічних відбиттів на часових розрізах. Отримані значення параметрів поглинання застосовуються як індикатори наявності вуглеводнів при наземній сейсморозвідці. Дані вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) у продуктивних свердловинах розглядаються як параметричні при вивченні сейсмічної непружності, а аномалії параметрів поглинання і дисперсії швидкостей, що виявляються наземною сейсморозвідкою, через свердловинні спостереження ВСП безпосередньо зв'язують з покладами нафти і газу. Для визначення граничного рівня, що відповідає контуру покладу, постійно здійснюють калібрування значень параметрів - індикаторів за результатами іспитів наявних продуктивних свердловин. Використання даного способу дозволяє визначати найбільш перспективні на нафту і газ області, досліджені наземною сейсморозвідкою геологічного середовища, а при наявності свердловин оконтурювати продуктивні ділянки.

Однак, розглянутий спосіб використовує в якості розрахункових дані наземної сейсморозвідки, що передбачає обов'язкову прив'язку результатів досліджень до даних ГДС. Через існуючі похибки при вимірах значень параметрів за амплітудами сейсмічних спостережень та при наявності тільки оцінок ефективного затухання даний спосіб може приводити до помилкових прогнозів щодо встановлення пластів, продуктивних у нафтогазоносному відношенні.

Найбільш близьким за технічною сутністю до винаходу, що заявляється, є "Спосіб визначення реологічних властивостей твердо - рідинних середовищ методом багатохвильової свердловинної сейсморозвідки" (UA, Патент № 718 С1 G 01 V 1/40, G 01 V 1/00. 15.12.93. Бюл. № 2), що реалізує принципи свердловинної сейсморозвідки (прототип). Суть винаходу полягає

в наступному. При збудженні сейсмічних хвиль наземними джерелами в навколосвердловинному просторі формують плоску повздовжню хвилю. За допомогою трьохкомпонентних приймачів зміщень (напружень) реєструють динамічні характеристики прямих сейсмічних хвиль у досліджуваній свердловині, при цьому один із приймачів орієнтують по нормалі до плоского фронту повздовжньої хвилі. Потім з врахуванням отриманих кінематичних характеристик повздовжньої та поперечної (обмінної) хвиль проводять цифрову обробку динамічних характеристик повздовжньої хвилі, для чого роблять виділення монотипних часових сигналів із зареєстрованих у свердловині компонентів зміщень (напружень) шляхом поточкового вирахування з осьової складової (z - компоненти) тангенціальної складової (x, y - компонент) зміщень або напружень з одержанням надалі оцінок значущих параметрів виділених сигналів, після чого за відомими аналітичними залежностями перераховують кінематичні та динамічні параметри в пластові значення з наступним визначенням реологічних параметрів, а також параметрів поглинання повздовжньої хвилі в гірських породах для кожної точки прийому по глибині свердловини.

Відомий спосіб свердловинної сейсморозвідки дозволяє за динамічними характеристиками прямих сейсмічних хвиль установлювати реологічні і поглинаючі параметри пористо - тріщинуватих пластів, розкритих розвідувальною свердловиною, і одержувати достовірну інформацію про фізико-механічний стан гірських порід в навколосвердловинному просторі з урахуванням істотної диференціації нафтогазових покладів за реологічними властивостями.

Однак, у даному способі не враховуються зміни умов при багаторазовому збудженні коливань приповерхневими джерелами та вплив зазначених змін на динамічні параметри прямої повздовжньої хвилі, а також не передбачається просторово - групова обробка значень амплітудних параметрів монотипних часових сигналів для одержання коефіцієнтів затухання та розсіювання енергії повздовжньої хвилі. Кінцевою метою відомого способу не є одержання пластових значень нафтопромислових параметрів - ознак розпізнаваного образу нафтогазового покладу.

Суть проблеми, що викликала необхідність створення даного винаходу, полягає в наступному. Особливості існуючої практики буріння глибоких свердловин зі значною диференціацією пластових тисків у гірських породах по глибині свердловини вимагають, щоб для запобігання аварійних ситуацій при виконанні бурових робіт у зазначених умовах застосовувалися розчини з обважнювачем, внаслідок чого відбувається затискування частини перспективних у нафтогазоносному відношенні пластів. З наявністю в останніх

значних зон поглинання бурового розчину якісна діагностика продуктивних ластів за допомогою стандартних електрометричних і радіоактивних методів ГДС стає малоефективною, що при освоєнні покладу приводить до пропуску середньо- та низькопроникних колекторів у нафтогазоносних пластах, внаслідок чого знижується потенційна продуктивність свердловин у 1,2 – 1,5 рази.

Задача, що ставилася при створенні даного винаходу, - одержати спосіб хвильової діагностики нафтогазового покладу, який шляхом прозвучування навколосвердловинного простору сейсмічними хвилями дозволить за даними реєстрації вектора зміщень та за допомогою детального сейсмічного профілювання у досліджуваній свердловині одержувати достовірну нафтопромислову інформацію про значення коефіцієнтів поглинання, які характеризують тип флюїдонасичення, коефіцієнтів тріщинуватості, гранулярної і тріщинної проникності, залишкової водонасиченості та нафтогазонасиченості гірських порід, у тому числі для пластів зі значною зоною проникнення бурового розчину. Одночасно потрібно було забезпечити одержання інформації про ефективну потужність пластів і місцезнаходження в них газо - водонафтових контактів, а також оцінити якість порід - покришок та установити наявність тектонічних порушень, якщо вони перетинають досліджувану свердловину.

Поставлена задача вирішується таким чином. У способі хвильової діагностики нафтогазового покладу, що включає збудження сейсмічних хвиль приповерхневими джерелами коливань, реєстрацію векторів зміщень прямих повздовжніх і поперечних хвиль для кожної точки прийому за допомогою трьохкомпонентного сейсмічного профілювання по глибині досліджуваної свердловини та обробку їх кінематичних і динамічних параметрів, який відрізняється тим, що збудження повздовжніх хвиль в навколосвердловинному просторі здійснюють одним приповерхневим джерелом коливань, а їх прийом виконують одночасно в досліджуваній і контрольній свердловинах, після орієнтації в просторі даних трьохкомпонентних спостережень із сейсмічних сигналів, зареєстрованих на осьовій і тангенціальній компонентах вектора зміщень, виділяють монотипні часові сигнали для складових стиску та зсуву прямої повздовжньої хвилі відповідно для свердловинного і контрольного приладів, далі шляхом обробки кінематичних параметрів прямих повздовжньої і поперечної хвиль обчислюють інтервальні значення модулів пружності (повздовжнього та зсуву), після декодування монотипних часових сигналів роблять кількісні оцінки їх значущих динамічних параметрів для кожної складової і точки прийому згідно даних свердловинних і контрольних спостережень, причому точність одержуваних оцінок динамічних параметрів контролюють шляхом комп'ютерного моделювання сейсмічних сигналів, потім, здійснюючи корекцію відповідного параметра за зміни умов збудження коливань та

фільтрацію сейсмічних сигналів у вищезалягаючій товщі гірських порід, визначають для пластів динамічні параметри імпульсних характеристик, значення коефіцієнтів динамічної в'язкості (об'ємної та зсувної) і поглинання (для складових стиску та зсуву), коли калібровані значення коефіцієнтів поглинання для складової стиску використовують як індикатори присутності і типу вуглеводню в пластах, а також значення пластових коефіцієнтів затухання амплітуд і розсіювання енергії повздовжньої хвилі, після чого за функціональними залежностями, які враховують термобаричні умови залягання гірських порід, перетворюють отримані петрофізичні дані в значення параметрів колекторських і флюїдонасичених властивостей пластів гірських порід з метою знаходження необхідної сукупності нафтопромислових параметрів - ознак розпізнаваного образу нафтогазового покладу.

При цьому глибину розміщення заряду (пневмоджерела) для збудження коливань у приповерхневій свердловині визначають з умови розділення в часі приходу в пункт прийому прямої повздовжньої хвилі та хвиль - супутників. Реєстрацію векторів зміщень прямої повздовжньої (поперечної) хвилі роблять одночасно в досліджуваній і контрольній свердловинах, причому в досліджуваній - за допомогою трьохкомпонентного багатоприладового зонда, що переміщується по глибині свердловини, а в контрольній - стаціонарно розташованим трьохкомпонентним одноприладовим зондом. Детальне трьохкомпонентне профілювання в досліджуваній свердловині здійснюють із кроком дискретних спостережень через кожні 2.5 – 5 м. Контрольну свердловину розташовують на шляху поширення прямої повздовжньої (поперечної) хвилі між досліджуваною свердловиною та пунктом збудження коливань на відстані 20 – 50 м від останнього.

Оскільки сейсмічні хвилі поширюються за межами стовбура досліджуваної свердловини і прозвучують навколосвердловинний простір, то завдяки використанню винахода здійснюється надійна діагностика ємкісних, фільтраційних та флюїдонасичуючих параметрів пластів гірських порід в умовах їх природного залягання. При цьому одержують усі значущі параметри колекторських і флюїдонасичуючих властивостей гірських порід в навколосвердловинному просторі радіусом 50 – 100 м, тоді як вищевказані параметри не визначаються з необхідною точністю і повнотою стандартним комплексом методів ГДС, який дає обмежену інформацію про навколосвердловинний простір у радіусі, що не перевищує 0,5 – 3 м.

За допомогою даного винаходу можливо також одержувати достовірну інформацію про кількісні параметри нафтогазоносних пластів незалежно від складності умов буріння, умов залягання, літологічного складу і термобаричного стану нафтогазових покладів, що в остаточному підсумку зменшує собівартість витрат на буріння та зберігає екологічну

обстановку в районі пошуку і розвідки за рахунок скорочення числа пробурених свердловин.

Для більш повного розуміння сутності даного винаходу і його переваг зроблені посилання на опис, розглянутий тут разом із супровідними малюнками, на яких представлено наступне:

фіг. 1 - сейсмограми прямої повздовжньої хвилі для складових стиску (S) і зсуву (T) при трьохкомпонентних спостереженнях ВСП відповідно для свердловинних (А) та контрольних (Б) приладів;

фіг. 2 - обчислені динамічні параметри імпульсних характеристик пластів гірських порід: часові коефіцієнти затухання для стиску (β_0) і зсуву (α), а також власна частота (F_0);

фіг. 3 - обчислені реологічні параметри для пластів гірських порід: модулі пружності (коефіцієнти Ламе) - стиску (λ) та зсуву (μ); коефіцієнти об'ємної (λ^*) та зсувної (η) динамічної в'язкості;

фіг. 4 - обчислені параметри ефективного затухання і поглинання в пластах гірських порід (для характеристичної частоти $\omega = 2\pi \cdot 20$ Гц): $\tilde{\alpha}'''_{\text{эф.зат.}}(\ln A_0''')$ – коефіцієнт ефективного затухання та $\alpha'''(\omega)$ – коефіцієнти поглинання для складових стиску та зсуву, відповідно;

фіг. 5 - колекторські і флюїдонасичуючі параметри пластів гірських порід: коефіцієнти гранулярної пористості (Φ_r), гранулярної проникності (K_r), залишкової водонасиченості ($k'_{\text{в.з.}}$) та флюїдонасиченості ($k'_{\text{ф.н.}}$) разом з даними про тип флюїду, що заповнює пори;

фіг. 6 - колекторські і флюїдонасичуючі параметри пластів гірських порід: середня довжина тріщин (l), лінійна густина тріщин ($L_{\text{г.тр.}}$), залишкова водонасиченість ($k''_{\text{в.з.}}$) і флюїдонасиченість ($k''_{\text{ф.н.}}$) разом з даними про тип флюїду, що заповнює тріщини.

Діагностування динамічних, реологічних, поглинаючих, колекторських і флюїдонасичуючих властивостей гірських порід в навіколосвердловинному просторі ґрунтується на запропонованій автором комбінованій моделі деформування вертикально - неоднорідного в'язкопружного ізотропного твердого середовища для ізотермічного випадку (Бригиневиц В.А. Комбинированная модель деформирования и условия распространения продольной волны в вязкоупругой твердой среде. Геофизический журнал, 1990, т. 12, № 3. Стр. 55 - 66). Відповідно до комбінованої моделі при деформуванні вертикально - неоднорідного в'язкопружного ізотропного твердого середовища такі експериментально вимірювані макроскопічні параметри, як зміщення, напруження, модулі пружності, коефіцієнти динамічної в'язкості та інші, безпосередньо залежать від мікроскопічних параметрів реального твердого тіла,

таких як мікроструктура матеріалу матриці, розміри мікропор, мікротріщин та їх флюїдозаповнення, причому дія останніх виявляється через сумарний відгук на прикладений зовнішній вплив у формі середньостатистичних величин пористості, тріщинуватості, проникності, залишкової водонасиченості та флюїдонасиченості.

Комбінована модель деформування вертикально - неоднорідного в'язкопружного твердого середовища задається рівняннями, що для прямокутної системи координат (x, y, z) характеризують наступний напружено - деформований стан: $\sigma_z > \sigma_x = \sigma_y$; $\sigma_{xz} = \sigma_{xy} = \sigma_{zx} = 0$; $\varepsilon_z \neq 0$; $\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0$, де $\sigma_{x,y,z}$ - нормальні напруження; σ_{xz} , σ_{xy} , σ_{zx} - дотичні напруження; $\varepsilon_{x,y,z}$ - лінійні деформації, що виникають у суцільному середовищі при поширенні плоскої повздовжньої хвилі, а самі рівняння представлені для компонентів вектора напружень в операторній формі:

$$\sigma_z = \left[\left(\lambda + \lambda^* \frac{\partial}{\partial t} \right) + \frac{2\mu \frac{\partial}{\partial t}}{\left(\frac{\mu}{\eta} + \frac{\partial}{\partial t} \right)} \right] \varepsilon_z, (1) \quad \sigma_{x,y} = \left(\lambda + \lambda^* \frac{\partial}{\partial t} \right) \varepsilon_z, (2)$$

де $\lambda = \lambda(z)$; $\mu = \mu(z)$ - пружні модулі стиску та зсуву (коефіцієнти Ламе); $\lambda^* = \lambda^*(z)$, $\eta = \eta(z)$ - коефіцієнти об'ємної та зсувної динамічної в'язкості, відповідно. Згідно виду рівнянь стану (1, 2), що задовольняють рівнянню руху: $\frac{\partial \sigma_i}{\partial x_i} = \rho \frac{\partial^2 U_i}{\partial t^2}$, де $\rho = \rho(z)$ - щільність; $j = x, y, z$, одержуємо однорідні хвильові рівняння для компонентів вектора зміщень плоскої повздовжньої хвилі, яка поширюється в напрямку осі oz :

$$\left\{ \frac{\beta \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial^2}{\partial t^2} + 2\alpha \frac{\partial}{\partial t} \right)}{\left[\frac{\partial^2}{\partial t^2} + (2\alpha + \beta) \frac{\partial}{\partial t} + \omega_0^2 \right]} \right\} U_z = V_p^2 \left[\frac{\partial^2}{\partial z^2} + \frac{\partial \ln(\lambda + 2\mu)}{\partial z} \cdot \frac{\partial}{\partial z} \right] \cdot U_z, (3)$$

$$\left[\rho \frac{\partial^2}{\partial t^2} + \lambda^* \frac{\partial^3}{\partial z^2 \cdot \partial t} + \lambda \frac{\partial^2}{\partial z^2} \right] \cdot U_{x,y} = 0, (4)$$

де $U_{x,y,z} = U_{x,y,z}(z, t)$ - складові вектора зміщень для компонентів x, y, z ;

$V_p = V_p(z) = \left(\frac{\lambda + 2\mu}{\rho} \right)^{\frac{1}{2}}$ - локальна швидкість повздовжньої хвилі; $\omega_0 = \left(\frac{\lambda}{\lambda^*} \cdot \frac{\mu}{\eta} \right)^{\frac{1}{2}}$ - кутова

частота власних коливань; $\alpha = \frac{\mu}{2\eta}$ - зсувний коефіцієнт затухання; $\beta = \frac{\lambda + 2\mu}{\lambda^*}$ - об'ємний

коефіцієнт затухання.

У рамках коректної постановки нестационарної змішаної задачі на випромінювання при неоднорідних початкових і однорідних граничних умовах імпедансного типу, що задовольняються при $t > 0, z > 0$ на плоскому фронті прямої хвилі, розв'язки рівнянь (3,4), або імпульсні характеристики деформування вищевказаного середовища, знаходяться методом Фур'є для компонентів вектора зміщень у вигляді:

$$\begin{cases} U_z(z, t) = \frac{A_0}{(\lambda + 2\mu)^{1/2}} \left[\frac{1}{\beta_0} \cdot e^{-\beta_0 t} - B_0 e^{-\alpha t} \sin(\omega t + \varphi_0) \right] \cdot \exp(i\bar{k}z) \\ U_{x,y}(z, t) = -A_0 \cdot B_0 e^{-\alpha t} \cdot \sin(\omega t + \varphi_0) \cdot \exp(-\bar{k}_\lambda z) \end{cases}, (5,6)$$

де $A_0 = \text{constant}$; $\omega = (\omega_0^2 - \alpha^2)^{1/2}$ - кутова частота затухаючих коливань; $\beta_0 = \frac{\omega_0^2}{\beta}$ - коефіцієнт

об'ємного затухання; $B_0 = \frac{(\alpha^2 + \omega^2)^{1/2}}{\alpha\omega}$ - амплітуди; $\varphi_0 = \arctg \frac{\omega}{\alpha}$ - початкова фаза;

$\bar{k} = \bar{k}(z) = \int_0^z \left[k_p^2 - (\lambda + 2\mu)^{-1/2} \cdot \frac{d^2}{dz^2} (\lambda + 2\mu)^{1/2} \right]^{1/2} dz$; $k_p = k_p(z) = \frac{\omega_0}{V_p}$ - локальне хвильове число;

$\bar{k}_\lambda = \int_0^z k_\lambda dz$; $k_\lambda = k_\lambda(z) = \frac{\omega_0}{V_\lambda}$ - коефіцієнт поглинання; $V_\lambda = V_\lambda(z) = \left(\frac{\lambda}{\rho} \right)^{1/2}$; i - уявна одиниця.

Вищевказані розв'язки прямої задачі дозволяють прогнозувати суперпозицію двох монотипних часових сигналів у напрямку поширення прямої плоскої повздовжньої хвилі для кожної точки спостереження у вертикально - неоднорідному в'язкопружному твердому середовищі. Наявність подвійного відгуку при поширенні повздовжньої хвилі визначається умовами напружено - деформованого стану текучо - пористого (для складової стиску) і тріщинно - крихкого (для складової зсуву) елементів динамічно деформованого твердого середовища. Тому монотипні часові сигнали, що збуджуються в суцільному твердому середовищі плоскою повздовжньою хвилею, складаються з двох затухаючих процесів, які розрізняються полярністю, амплітудами, коефіцієнтами затухання, миттєвими частотами і початковими фазами, причому тільки один з цих процесів може спостерігатися в чистому вигляді на поперечних компонентах вектора зміщень.

На цьому явищі ґрунтується фізичне пояснення ефекту нелінійної поляризації повздовжньої хвилі в реальному твердому середовищі, що експериментально спостерігається. Дійсно, з експериментальних даних поляризаційного методу ВСП відомо, що пряма повздовжня хвиля, яка поширюється в шаруватому твердому середовищі, поляризована

лінійно для перших і нелінійно для наступних фаз сейсмічних імпульсів (Гальперин Е. Й. Вертикальное сейсмическое профилирование. М. Недра, 1982 - 344 с.).

Допускаючи, що на плоскому фронті повздовжньої хвилі, що біжить у напрямку осі oz , для компоненти $U_z(z, t)$ виконується наступна гранична умова стаціонарного типу:

$$\left(\frac{d^2}{dz^2} + \frac{d \ln(\lambda + 2\mu)}{dz} \frac{d}{dz} + k_p^2 \right) U_z(z) \Big|_{z=0} = 0, \text{ рівняння (3) перетвориться до виду:}$$

$$\left[\beta \frac{\partial}{\partial t} - V_p^2 \left(\frac{\partial^2}{\partial z^2} + \frac{\partial \ln(\lambda + 2\mu)}{\partial z} \frac{\partial}{\partial z} \right) \right] \left[\frac{\partial^2}{\partial t^2} + 2\alpha \frac{\partial}{\partial t} - V_p^2 \left(\frac{\partial^2}{\partial z^2} + \frac{\partial \ln(\lambda + 2\mu)}{\partial z} \frac{\partial}{\partial z} \right) \right] U_z(z, t) = 0.$$

З цього рівняння згідно теореми Боджиа одержимо:

$$\left[\beta \frac{\partial}{\partial t} - V_p^2 \left(\frac{\partial^2}{\partial z^2} + \frac{\partial \ln(\lambda + 2\mu)}{\partial z} \frac{\partial}{\partial z} \right) \right] U'_z(z, t) = 0 \quad (7)$$

$$\left[\frac{\partial^2}{\partial t^2} + 2\alpha \frac{\partial}{\partial t} - V_p^2 \left(\frac{\partial^2}{\partial z^2} + \frac{\partial \ln(\lambda + 2\mu)}{\partial z} \frac{\partial}{\partial z} \right) \right] U''_z(z, t) = 0 \quad (8)$$

де $U_z(z, t) = U'_z(z, t) + U''_z(z, t)$. Кожне з рівнянь (7), (8) при виконанні граничної умови буде задовольняти стандартному розв'язку для гармонійних компонентів виду: $U_z(z, t) = e^{-i\bar{\omega}t} \exp[i\bar{k}(\bar{\omega})z]$ (9), де кутова частота $\bar{\omega}$ буде незалежною змінною; $\bar{k}(\bar{\omega})$ - комплексне хвильове число; $k(\bar{\omega}) = \frac{\bar{\omega}}{V(\bar{\omega})}$ - дійсне хвильове число; $\tilde{\alpha}(\bar{\omega})$ - коефіцієнт

затухання; $V(\bar{\omega})$ - швидкості поширення гармонійних компонентів. З урахуванням другого наближення методу ВКБД ($k(\bar{\omega}) = k_p$) розв'язки (9) будуть справедливими, якщо:

$V(\bar{\omega}) = V_p \frac{\bar{\omega}}{\omega_0}$, $\tilde{\alpha}'(\bar{\omega}) = \alpha'(\bar{\omega}) + \bar{\alpha}''''$, де $V(\bar{\omega})$, $\tilde{\alpha}'(\bar{\omega})$ - швидкості поширення та

коефіцієнти затухання; $\alpha'(\bar{\omega}) = \frac{\beta}{2V_p} \frac{\bar{\omega}}{\omega_0}$ і $\alpha''(\bar{\omega}) = \frac{\alpha}{V_p} \frac{\bar{\omega}}{\omega_0}$ - коефіцієнти поглинання, що

характеризують реологічні (в'язкопружні) властивості середовища; $\bar{\alpha}'''' = \frac{d \ln(\lambda + 2\mu)}{dz}$ -

коефіцієнт затухання, що характеризує градієнтні властивості пружних параметрів середовища, відповідно для $U'_z(z, t)$ і $U''_z(z, t)$.

Опис поширення прямої плоскої повздовжньої хвилі в кожній точці спостереження шаруватого вертикально - неоднорідного в'язкопружного твердого середовища можливий при використанні конволюційної моделі та апроксимації сейсмічного імпульсу за допомогою аналітичної функції Берлаге, яка представляє широкий клас мінімально - фазових

часових сигналів. Звідси імпульсні характеристики деформування вищевказаного середовища для компонентів вектора зміщення можливо запропонувати у вигляді:

$$\begin{cases} \bar{u}_{x,y}(z,t) = -A_1'' t^{\bar{p}''} \exp(-\bar{\alpha}t) \sin(\bar{\omega}''t - \bar{\varphi}_0'') \exp(-\bar{k}_z z), \\ \bar{u}_z(z,t) = \left[A_1' t^{\bar{p}'} \exp(-\bar{\beta}_0 t) \sin(\bar{\omega}'t - \bar{\varphi}_0') - A_1'' t^{\bar{p}''} \exp(-\bar{\alpha}t) \sin(\bar{\omega}''t - \bar{\varphi}_0'') \right] \exp(i\bar{k}_z z), \end{cases}$$

де $\bar{u}_{x,y,z}(z,t)$ - зміщення для x,y,z - компонент; A_1', A_1'' - амплітуди, що залежать від коефіцієнтів проходження хвилі в пластах; \bar{p}', \bar{p}'' - показники крутості; $\bar{\beta}_0, \bar{\alpha}$ - коефіцієнти затухання; $\bar{\omega}', \bar{\omega}''$ - кутові частоти; $\bar{\varphi}_0', \bar{\varphi}_0''$ - початкові фази, відповідно, для складових стиску ($'$) та зсуву ($''$).

Фізичні спостереження даних для реєстрації вектора зміщень шляхом трьохкомпонентного ВСП здійснюються у субвертикальних циліндричних свердловинах, що розташовані в шаруватому вертикально - неоднорідному в'язкопружному твердому середовищі. Відповідно до класичної механіки суцільного середовища свердловина є концентратором напружень і деформацій у вищевказаному середовищі. При ортогональності осі oz свердловини до хвильового фронту плоскої повздовжньої хвилі довжина хвилі значно перевищує діаметр свердловини $2a$, де a - радіус свердловини. Тому для складових хвильового поля, коли їх спостерігають на стінці циліндричної свердловини, автором отримано спеціальне рішення задачі, де в основу розрахунку покладено наступне.

Якщо навколосвердловинний простір розглядається в системі циліндричних координат з ординатою oz , спрямованою уздовж осі свердловини, то граничні умови для напружень на стінці свердловини звичайно задаються у вигляді: $\sigma_r|_{r=a} = 0$, $\sigma_\theta|_{r=a} = 2\sigma_\theta$, $\sigma_z|_{r=a} = \sigma_z$, де $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$ - нормальні напруження для радіальної, тангенціальної та осьової компонентів. Відповідно до отриманого рішення компоненти вектора зміщень, що спостерігаються на стінці свердловини і утворюються прямою плоскою повздовжньою хвилею при поширенні останньої в навколосвердловинному просторі в напрямку осі oz , є:

$$\begin{cases} u_r(z,t) = 0; \quad u_\theta(z,t) = -\sqrt{2} \tilde{A}_1'' t^{\tilde{p}''} \exp(-\tilde{\alpha}t) \sin(\tilde{\omega}''t - \tilde{\varphi}_0'') \exp(-\bar{k}_z z), \\ u_z(z,t) = \left[\tilde{A}_1' t^{\tilde{p}'} \exp(-\tilde{\beta}_0 t) \sin(\tilde{\omega}'t - \tilde{\varphi}_0') - \tilde{A}_1'' t^{\tilde{p}''} \exp(-\tilde{\alpha}t) \sin(\tilde{\omega}''t - \tilde{\varphi}_0'') \right] \exp(i\bar{k}_z z), \end{cases}$$

де індекс (\sim) позначає оцінювані параметри.

Тоді при збудженні прямої повздовжньої хвилі в навколосвердловинному просторі та спостереженнях зміщень на стінці свердловини визначається суперпозиція монотипних часових сигналів на осьовій (повздовжній) компоненті: $u_z(z,t)|_{z=H} = u_z(t) = u_z'(t) + u_z''(t)$, тоді як на тангенціальній (поперечній) компоненті: $u_\theta(z,t)|_{z=H} = u_r(t)$ спостерігається тільки один

монотипний часовий сигнал: $u_T(t) = u_z'(t)$. Звідси випливає: $u_z'(t) = u_z(t) - u_\theta(t)/\sqrt{2} = u_S(t)$, де $u_S(t), u_T(t)$ - зміщення, що характеризують монотипні часові сигнали для складових стиску (S) і зсуву (T), відповідно.

Заявлений спосіб здійснюють у такій послідовності. Процес реалізації винаходу в загальному вигляді включає три етапи: спостереження хвильового поля в свердловинах (досліджуваний і контрольній) з необхідною повнотою (трьохкомпонентні спостереження для одержання вектора зміщень) і детальністю (скорочений крок точок прийому при профілюванні свердловини); реєстрацію сейсмічних хвиль при широкосмугових динамічному і частотному діапазонах (цифровий запис); комп'ютерну обробку даних свердловинних спостережень з метою їх перетворення від вигляду даних, обумовлених системою спостереження (приповерхнєве джерело збудження коливань, тоді як приймачі спостереження - у свердловині), до виду даних, що представляють значення динамічних і петрофізичних параметрів пластів гірських порід, та геологічну інтерпретацію шляхом перетворення петрофізичних даних до виду значень нафтопромислових параметрів, як сукупності ознак розпізнаваного образу нафтогазового покладу.

Методика свердловинних спостережень передбачає реєстрацію трьохкомпонентних даних одночасно в двох свердловинах, одна з яких - досліджувана, де здійснюються виміри за допомогою сейсмоприймачів трьохкомпонентного багатоприладового зонда, що переміщується по глибині свердловини, а друга - контрольна свердловина, у якій стаціонарно знаходяться сейсмоприймачі трьохкомпонентного одноприладового зонду.

Для збудження коливань використовують одне приповерхнєве джерело, відстань якого від досліджуваної свердловини не більш 50 – 100 м. Збудження коливань здійснюють відомим способом, наприклад, шляхом розміщення в приповерхневій свердловині вибухового заряду (або пневмоджерела), що забезпечить максимальну енергію та просту форму сейсмічних сигналів прямої повздовжньої хвилі. Оптимальну глибину місця розташування заряду (пневмоджерела) попередньо визначають, виходячи з виконання обов'язкової умови розділення в часі приходу в точку прийому прямої повздовжньої хвилі та хвиль - супутників, які формуються при відбитті останньої від земної поверхні. Одночасно величина імпульсного впливу при збудженні коливань, що обумовлена вагою заряду (потужністю пневмоджерела) та сейсмогеологічними умовами його розміщення, повинна забезпечити таку енергію прямої повздовжньої хвилі в досліджуваній свердловині, щоб на сейсмосписах тангенціальної компоненти свердловинного трьохкомпонентного зонда був виразний вигляд перших вступів корисного сигналу на фоні завад (відношення сигнал / завада повинно перевищувати 1).

Для обліку зміни умов при багаторазовому збудженні коливань у процесі свердловинних сейсмічних досліджень використовують контрольну свердловину, розташовану поблизу області збудження на шляху прямої хвилі між досліджуваною свердловиною та пунктом збудження на відстані 20–50 м від останнього, у яку занурюють трьохкомпонентний одноприладовий зонд на глибину нижче глибини розміщення заряду (пневмоджерела).

Свердловинні дослідження проводяться на стандартній апаратурі з цифровим записом сейсмічних сигналів на відкритому каналі з дискретністю 0.5 мс, що здійснюється при відсутності будь-яких регулювань амплітуд сигналів.

Діагностування ємкісних, фільтраційних та флюїдонасичених параметрів пластів гірських порід здійснюється у досліджуваних свердловинах на перспективних в промисловому відношенні інтервалах глибин (довжиною 300–500 м) шляхом детального трьохкомпонентного профілювання останніх з кроком дискретних спостережень через кожні 2,5–5 м.

Методика цифрової обробки даних свердловинних спостережень ґрунтується на рішенні оберненої задачі для випадку нормального падіння плоских хвиль. Методика передбачає обробку попередньо орієнтованих у просторі даних трьохкомпонентних спостережень і виділення монотипних часових сигналів для складових стиску та зсуву із сейсмічних імпульсів, що спостерігаються експериментально на осьовій і тангенціальній компонентах вектора зміщень прямої повздовжньої хвилі для свердловинного і контрольного приладів. Процедури цифрового виділення складових і відповідних монотипних часових сигналів розглянуті раніше для умов спостереження зміщень на стінці свердловини.

На першому етапі обробки монотипні часові сигнали за допомогою параметричного аналізу сейсмічних трас декодуються відповідно для складових стиску та зсуву прямої повздовжньої хвилі з одержанням кількісних оцінок їх значущих динамічних параметрів таких, як початкова амплітуда, показник крутості, коефіцієнти затухання, миттєва частота і початкова фаза. Параметричний аналіз монотипних часових сигналів разом із процедурою визначення числових оцінок їх динамічних параметрів здійснюється з використанням апроксимації сейсмічних імпульсів аналітичною функцією Берлаге, що дає можливість однозначно представити типовий монотипний часовий сигнал набором тільки п'яти значущих динамічних параметрів: $U_{s,T}(z,t) = \tilde{A}_0 e^{-\tilde{p}t} \exp[-(\tilde{\beta}_0, \tilde{\alpha})t] \sin(2\pi\tilde{F}t + \tilde{\varphi}_0)$, де оцінки: \tilde{A}_0 – початкових амплітуд; \tilde{p} – показників крутості; $\tilde{\beta}_0, \tilde{\alpha}$ – часових коефіцієнтів затухання; \tilde{F} – частоти і $\tilde{\varphi}_0$ – початкових фаз монотипних часових сигналів.

Оскільки кожний з динамічних параметрів при вимірюванні його значення може мати зміщені оцінки, то у винаході врахована імовірність одержання параметра з найбільш точними значеннями, що досягається за допомогою комп'ютерного моделювання монотипних часових сигналів, відповідно до якого отримані кількісні оцінки параметрів за допомогою моделі синтезованого сигналу візуально порівнюються зі спостереженим монотипним часовим сигналом і потім виправляються з застосуванням оптимальних вирішальних правил.

Істотно, що прогнозування форми монотипних часових сигналів забезпечило одержання оцінок їх динамічних параметрів для кожної точки прийому по глибині свердловини, які можна чисельно коректувати для перетворення їх від інтервальних значень, що спостерігаються, до типу пластових значень. Для цього, використовуючи дані свердловинних і контрольних спостережень для відповідної складової прямої повздовжньої хвилі, спочатку обчислюють оцінки динамічних параметрів монотипних часових сигналів і потім після уточнення отриманих значень оцінок за допомогою комп'ютерного моделювання здійснюють корекцію їх значень шляхом перерахування в значення динамічних параметрів, що характеризують імпульсні характеристики пластів гірських порід.

Згідно постулату лінійності зміщень, властивостей прийомних та реєструючих пристроїв одержання динамічних параметрів монотипних часових сигналів можна розглядати як задачу про лінійну фільтрацію, вважаючи, що сейсмічний канал має відповідну імпульсну характеристику. Для виключення спотворюючої дії реєструючого каналу і обліку зміни умов при багаторазовому збудженні коливань в приповерхневий свердловині спочатку реалізується числова корекція динамічних параметрів $(\tilde{\beta}_0, \tilde{\alpha}; \tilde{\omega}'')$ монотипних часових сигналів для свердловинних спостережень за допомогою використання аналогічних параметрів із даних контрольних спостережень згідно залежностей: $(\beta_0, \alpha)_{\text{св.}} = 2(\tilde{\beta}_0, \tilde{\alpha})_{\text{св.}} - (\tilde{\beta}_0, \tilde{\alpha})_{\text{контр.}}$; $\omega''_{\text{св.}} = 2\tilde{\omega}''_{\text{св.}} - \tilde{\omega}''_{\text{контр.}}$, де $(\tilde{\beta}_0, \tilde{\alpha}; \tilde{\omega}'')$ _{св.} і $(\tilde{\beta}_0, \tilde{\alpha}; \tilde{\omega}'')$ _{контр.} – значення динамічних параметрів для свердловинних і контрольних даних та відповідної точки прийому.

Потім способом пошарового перерахування здійснюється корекція попередньо виправлених оцінок динамічних параметрів $(\beta_0, \alpha, \omega'')$ _{св.}, що дозволяє усунути спотворення параметрів для даних свердловинних спостережень, обумовлених фільтруючим ефектом вищезалігаючої товщі гірських порід, і перетворити їх у відповідні параметри імпульсних характеристик пластів. Перерахування виправлених оцінок у значення динамічних параметрів імпульсної характеристики для окремого пласту здійснюється за наступними формулами:

$(\beta_0, \alpha)_{\text{пл}} = 2 p''''_j (\beta_0, \alpha)_j - (\beta_0, \alpha)_{j-1}$; $\omega''_{\text{пл}} = 2 p''''_j \omega''_j - \omega''_{j-1}$, де $(\beta_0, \alpha; p''''_j, \omega''_j)$ - значення оцінок параметрів для j -ої точки прийому; $(\beta_0, \alpha; \omega'')_{j-1}$ - значення оцінок параметрів для $(j-1)$ -ої точки прийому по глибині свердловини; $(\beta_0, \alpha, \omega'')_{\text{пл}}$ - значення оцінок динамічних параметрів імпульсної характеристики пласту.

На другому етапі обробки визначають інтервальні значення модулів пружності, що обчислюються з кінематичних параметрів повздовжньої та поперечної хвиль. Спільне використання кінематичних параметрів і даних щільнісного каротажу дозволяє визначати числові значення таких модулів пружності, як повздовжнього - $\lambda + 2\mu = \rho V_p^2$ та зсуву - $\mu = \rho V_s^2$, де λ, μ - коефіцієнти Ламе; $V_{p,s}$ - швидкості повздовжньої і поперечної хвиль; ρ - щільність. Використовуючи значення динамічних параметрів імпульсних характеристик та модулів пружності для пластів гірських порід, обчислюють значення таких реологічних параметрів, як коефіцієнти динамічної в'язкості: $\lambda^* = (\lambda + 2\mu) / \beta$ (для об'ємної в'язкості) та $\eta = \mu / 2\alpha$ (для зсувної в'язкості).

На третьому етапі для виділених (відповідно з літологією) по глибині свердловини пластів здійснюється просторово - групова обробка значень оцінок амплітуд (\tilde{A}_0'''') та повздовжнього модуля пружності ($\lambda + 2\mu$). Даний винахід передбачає можливості підвищення точності одержання значень оцінок амплітуд сейсмічних імпульсів прямої повздовжньої хвилі за рахунок: використання монотипних часових сигналів; одержання для них оцінок початкових амплітуд (\tilde{A}_0''''); корекції значень вказаних оцінок амплітуд для зменшення їхнього розкиду через зміни умов при багаторазовому збудженні коливальних і наступного їх нормування для компенсації геометричного розходження хвильового фронту (внаслідок відмінності останнього від ідеально плоского) для складових стиску та зсуву, відповідно.

Після обчислення поправочних коефіцієнтів із даних контрольних спостережень і корекції значень оцінок початкових амплітуд для даних свердловинних спостережень здійснюється нормування зазначених амплітуд з метою компенсації геометричного розходження фронту прямої повздовжньої хвилі. Далі, по виправлених і нормованих значеннях оцінок початкових амплітуд для кожної точки прийому по глибині свердловини і для відповідної складової повздовжньої хвилі обчислюється коефіцієнт ефективного затухання для j -пласту згідно залежності: $\tilde{\alpha}''''_{\text{эф.зат.}} = (\ln A_{0j2}'''' - \ln A_{0j1}''') / \Delta H_j$, де A_{0j1}'''' , A_{0j2}'''' - значення амплітуд для верхньої (j_1) і нижньої (j_2) границь j -пласту потужністю ΔH_j , що визначаються статистично методом найменших квадратів за нахилом графіка зміни натурального логарифма амплітуд ($\ln A_{0j}''''$) на оцінюваному інтервалі глибин.

Відповідно до комбінованої моделі деформування вертикально - неоднорідного в'язкопружного твердого середовища коефіцієнти затухання прямої повздовжньої хвилі мають вид: $\tilde{\alpha}'''(\omega) = \bar{\alpha}''' + \alpha'''(\omega)$, де $\bar{\alpha}'''$ - коефіцієнт затухання, що характеризує градієнтні властивості параметрів пружності; $\alpha'''(\omega)$ - коефіцієнти поглинання, що характеризують реологічні властивості пластів гірських порід для складових стиску та зсуву, відповідно.

Реальне тверде середовище звичайно є тонкошаруватим, проте для окремого товстого пласту його можна розглядати як градієнтне (вертикально - неоднорідне) середовище. Тоді коефіцієнт затухання $\bar{\alpha}'''$, що характеризує ефекти розсіювання енергії в тонкошаруватих пластах, може бути обчислений методом найменших квадратів згідно: $\bar{\alpha}''' = [\ln(\lambda + 2\mu)_{j2} - \ln(\lambda + 2\mu)_{j1}] / \Delta H_j$, де $(\lambda + 2\mu)_j$ - значення повздовжнього модуля пружності для верхньої (j_1) і нижньої (j_2) границь j -пласту потужністю ΔH_j .

Відмінною рисою способу обчислення коефіцієнтів поглинання $\alpha'''(\omega)$ у даному винаході є можливість використання для їх знаходження тільки значень часових динамічних параметрів β , α , ω_0 та швидкості V_p повздовжньої хвилі в пласті. Коефіцієнти поглинання обчислюються для кожної точки прийому по глибині свердловини відповідно до формул: $\alpha'(\omega) = \beta\omega / 2V_p\omega_0$; $\alpha''(\omega) = \alpha\omega / V_p\omega_0$, а показники добротності - згідно: $Q'(\omega) = \omega_0^2 / \beta\omega$; $Q''(\omega) = \omega_0^2 / 2\alpha\omega$ відповідно для складових стиску та зсуву, де $\omega_0 = 2\pi F_0$ - кутова частота власних коливань; $\beta = \omega_0^2 / \beta_0$ - часовий коефіцієнт об'ємного затухання. Отримані інтервальні значення коефіцієнтів поглинання $\alpha'''(\omega)$ потім статистично осереднюються методом найменших квадратів на інтервалах глибин пластів.

Автором було експериментально встановлено, що калібровані значення коефіцієнта поглинання для складової стиску повздовжньої хвилі можуть служити індикатором присутності вуглеводнів у гірських породах - колекторах, тому що сейсмічна непружність останніх обумовлена такими їх властивостями, як пористість, тріщинуватість, проникність і флюїдонасиченість (Brygynevych V. A. 1997. REOKONA seismic technology studies reservoir and fluid - saturated properties of rocks in the vicinity of the borehole. 59th EAGE Conference, Geneva, Switzerland, Extended Abstracts, P075). Тому калібровані значення коефіцієнта поглинання $\alpha'(\omega)$ для складової стиску повздовжньої хвилі використовуються для отримання якісних оцінок типу флюїду, що заповнює порово - тріщинуватий об'єм гірської породи. У зв'язку з цим були запропоновані умови калібрування: $\alpha'_v(\omega) < \alpha'_n(\omega) < \alpha'_r(\omega)$, де порівнюються кількісні значення коефіцієнта поглинання для води - $\alpha'_v(\omega)$, нафти - $\alpha'_n(\omega)$ і газу - $\alpha'_r(\omega)$, відповідно. Калібровані значення коефіцієнта поглинання для складової стиску залежать від характеристичної частоти ω . Так, для частоти $\omega = 2\pi \cdot (20 \text{ Гц})$ чисельні

значення коефіцієнта поглинання змінюються в межах: для води - $\alpha'_в(\varpi) = (1-4)10^{-3} \text{ м}^{-1}$, для нафти - $\alpha'_н(\varpi) = (5-7)10^{-3} \text{ м}^{-1}$ і для газу - $\alpha'_г(\varpi) = (8-10)10^{-3} \text{ м}^{-1}$.

У свою чергу, калібровані значення коефіцієнта поглинання $\alpha''(\varpi)$ для складової зсуву поздовжньої хвилі змінюються в зворотному порядку: $\alpha''_в(\varpi) > \alpha''_н(\varpi) > \alpha''_г(\varpi)$, де коефіцієнти поглинання для води - $\alpha''_в(\varpi)$, нафти - $\alpha''_н(\varpi)$ і газу - $\alpha''_г(\varpi)$, відповідно. Установлено, що при зміні типу порово - тріщиннозаповнюючого флюїду коефіцієнти поглинання $\alpha'''(\varpi)$ для стиску та зсуву змінюються в протилежних напрямках.

Оскільки обчислення оцінок коефіцієнтів затухання $\bar{\alpha}'''$ і поглинання $\alpha'''(\varpi)$ здійснюються по окремих даних, то стає можливим чисельне визначення коефіцієнта розсіювання поздовжньої хвилі на локальних внутрішньопластових неоднорідностях згідно залежності: $\tilde{\alpha}'''_{\text{розс.}} = \tilde{\alpha}'''_{\text{эф.зат.}} - [\bar{\alpha}''' + \alpha'''(\varpi)]$, де $\tilde{\alpha}'''_{\text{розс.}}$ - коефіцієнт розсіювання на локальних неоднорідностях j-пласту потужністю ΔH_j . Оцінки коефіцієнтів розсіювання $\tilde{\alpha}'''_{\text{розс.}}$ є індикаторами напруженого стану окремих пластів і дозволяють одержувати додаткову інформацію, наприклад, про зони аномально високого тиску (АВПТ).

Інтерпретаційний етап передбачає вибір необхідної сукупності вимірюваних параметрів - ознак, що з достатньою повнотою характеризують колекторські та флюїдонасичуючі властивості досліджуваного покладу, а їх інформативність забезпечить правильне розпізнавання образу нафтогазоносного покладу. Сукупність нафтопромислових параметрів, що включає коефіцієнти пористості (Φ), лінійної густини тріщин ($L_{\text{г.тр.}}$), гранулярної (K_g) і тріщинної (K_t) проникності, залишкової водонасиченості ($k'''_{\text{в.з.}}$) і флюїдонасиченості ($k'''_{\text{ф.н.}}$), які цілком однозначно характеризують ємкісні, фільтраційні та флюїдонасичуючі властивості нафтогазоносних пластів, що утворюють нафтогазовий поклад, а самі параметри можуть бути використані як відмінні ознаки: для розпізнавання образу конкретного нафтогазового покладу. Для перетворення петрофізичних параметрів до виду даних нафтопромислової геології - ознак розпізнаваного об'єкта автором запропоновані функціональні залежності, що враховують термобаричні умови залягання пластів гірських порід.

Так, коефіцієнт гранулярної пористості гірських порід може бути визначений, як: $\Phi_g = (\rho_t - \rho) / (\rho_t - \rho_f)$, де ρ, ρ_t, ρ_f - загальна, тверда і рідка фази щільності, причому параметри ρ, ρ_t і ρ_f обчислюють із даних щільнісного каротажу при урахуванні літологічних даних та каліброваних значень коефіцієнтів поглинання для складової стиску поздовжньої хвилі.

У рамках моделі поровмісткої гірської породи (чи текучо - пористого елемента деформованого твердого середовища) гранулярна проникність гірської породи залежить від значень середнього радіуса порових капілярів R_0 , який може бути обчислений у такий спосіб: $R_0 = 2\Omega D_0 \lambda^* / kT$, де Ω - атомний об'єм; D_0 - коефіцієнт дифузії атомів; k - постійна Больцмана; T - абсолютна температура (°K). Відомо, що гранулярна проникність (згідно законів Пуазейля і Дарсі) визначається за формулою: $K_r = \Phi_r R_0^2 / 8P^2$, де P - коефіцієнт звивистості порових каналів. Звідси коефіцієнт гранулярної проникності з урахуванням попередньої формули має вид: $K_r = (\Phi_r \Omega D_0 \lambda^*) / kTP^2$, де параметр: $P = \Phi_r^{-m}$, причому $m = 1.82$ (для теригенних порід) та 2.03 (для карбонатних порід). Тоді коефіцієнт залишкової водонасиченості для пористого середовища може бути обчислений згідно: $k'_{в.з.} = (\Phi_r^{1/2} \tau') / [(2K_r)^{1/2} (1 - \Phi_r) P]$, де τ' - середня товщина плівки зв'язаної води.

У рамках моделі тріщиновмісткої гірської породи (чи тріщинно - крихкого елемента деформованого твердого середовища) субгоризонтальна тріщинуватість, що обумовлена мікротріщинами обмеженої довжини, характеризується за допомогою такого параметра, як коефіцієнт лінійної густини тріщин, що визначається згідно: $L_{г.тр.} = (1,25 kTl) / \Omega D\eta$, де l - середня довжина мікротріщин; D - коефіцієнт дифузії вакансій. Потім коефіцієнт тріщинної пористості обчислюється по формулі: $\Phi_T = L_{г.тр.} b_T$, де b_T - середня ширина (розкриття) мікротріщин. Розкриття тріщин обчислюється згідно: $b_T = b_0 \exp[\beta_T (p_{пл.} - p_{бічн.})]$, де b_0 - початкова ширина мікротріщин; β_T - коефіцієнт стисливості тріщин; $p_{пл.}$, $p_{бічн.}$ - пластовий і бічний гірський тиск, відповідно. Одночасно коефіцієнт тріщинної проникності може бути представлений як: $K_T = (L_{г.тр.} b_T^3 10^{-6}) / 12$. Звідси коефіцієнт залишкової водонасиченості визначається згідно: $k''_{в.з.} = (\Phi_T^{1/2} \tau'') / [(3K_T)^{1/2} (1 - \Phi_T)]$, де τ'' - середня товщина плівки зв'язаної води.

Остаточні коефіцієнти флюїдонасиченості гірської породи визначаються згідно формули: $k'_{ф.н.} = (1 - k'_{в.з.})$. Якщо для одержання параметрів колекторських властивостей (таких, як проникності K_r і K_T) значення реологічних параметрів (таких, як коефіцієнти динамічної в'язкості λ^* і η) попередньо обчислюються, то значення параметрів T , D_0 , D , b_T , $p_{пл.}$, $p_{бічн.}$, τ' , τ'' повинні бути отримані додатково. Так, наприклад, значення абсолютної температури (T) визначаються з даних термометрії свердловини, а для обчислення параметрів розкриття тріщин використовуються промислові дані про пластовий ($p_{пл.}$) та гірський ($p_{бічн.}$) тиски. Після одержання сукупності оцінок параметрів колекторських і флюїдонасичуючих властивостей пластів гірських порід, як ознак необхідних для встановлення образу нафтогазового покладу, власне процедура розпізнавання здійснюється за допомогою оптимальних вирішальних правил на основі критерію Неймана - Пирсона.

Приклад пробних іспитів та прикладного використання способу, що заявляється. Для свердловинних сейсмічних досліджень були використані такі технічні засоби, як цифрові реєстратори, вибухові джерела, трьохкомпонентні одноприладові зонди та інше устаткування. Методика збору сейсмічних даних передбачала: збудження прямих повздовжніх хвиль приповерхневим джерелом (один пункт вибуху), цифрову реєстрацію прямої повздовжньої хвилі за допомогою використання свердловинного і контрольного трьохкомпонентних одноприладових зондів та детальні ($\Delta H=2.5\text{--}5\text{м}$) трьохкомпонентні спостереження ВСП для реєстрації векторів зміщень прямих повздовжньої і поперечної хвиль на перспективному в промисловому відношенні інтервалі глибин у досліджуваній свердловині.

Експериментальні результати діагностування динамічних, реологічних, поглинаючих, колекторських і флюїдонасичуючих властивостей гірських порід згідно даних детальних сейсмічних досліджень, проведених на перспективному в промисловому відношенні інтервалі глибин 5030 – 5130 м у розвідувальній св. Лопушна – 13, розташованої в піднасувній зоні Покутсько - Буковинських Карпат (Україна), представлені на фіг. 1 – 6.

Геологічна задача, що була поставлена перед сейсмічними дослідженнями в св. Лопушна – 13, передбачала одержання кількісних оцінок колекторських і флюїдонасичених параметрів для можливо перспективної в нафтогазоносному відношенні товщі крейдових відкладень (аргіліти), розташованої на глибинах 5092.5–5105 м, вище залягання якої знаходиться покришка (низькопористі і низькопроникні вапняки). Результати свердловинних сейсмічних досліджень в аргілітовій товщі показали наявність відносно високих значень: пористості - $\Phi_r = (3.4\text{--}8.8)\%$; тріщинуватості - $L_{г.тр.} = (48\text{--}65)\text{м}^{-1}$; проникності гранулярної - $K_r = (49\text{--}202)10^{-3}\text{мкм}^2$ і тріщинної - $K_t = (16\text{--}40)10^{-3}\text{мкм}^2$, що супроводжувалося переважною обводненістю пласту з такими значеннями коефіцієнтів флюїдонасиченості: $k'_{ф.н.} = (91\text{--}93)\%$ (фіг. 5 – 6). При цьому у верхній частині пласту (на глибині 5092.5 м) діагностовано наявність зони тектонічного порушення, що виділяється за значеннями інтервальних коефіцієнтів поглинання $\alpha'(\omega)$ і показників добротності $Q'(\omega)$. Очевидно тектонічне порушення змінило герметичність раніше існувавшого тут покладу, внаслідок чого збереглася тільки залишкова нафта у верхній частині пласту (на глибинах 5092.5 – 5095 м). Наступні промислові іспити даного інтервалу глибин у св. Лопушна – 13 підтвердили вищевказаний прогноз.

Одночасно за результатами детальних досліджень методом свердловинної сейсморозвідки в св. Лопушна – 13 було виділено декілька інших зон з аномальними значеннями реологічних і поглинаючих параметрів гірських порід (фіг. 3 – 4). Зокрема, по сукупності

значущих ознак нафтогазового покладу на глибинах 5030 – 5065 м був установлений перспективний об'єкт, пласти якого знаходяться нижче глибини залягання глинисто-галогенної покришки (5028 м) і складаються з теригенних порід неогену (алевроліти, пісковики та аргіліти). Колектор характеризується наступними параметрами: $\Phi_r = (1.3-5.7) \%$; $L_{г.тр.} = (19-44) \text{ м}^{-1}$; $K_r = (7.9-92.6) 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_T = (3.5-57.9) 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і $k'_{в.з.} = (6-16) \%$ (фіг. 5 – 6). Нафтогазовий поклад має типове тришарове флюїдозаповнення пор та тріщин, причому на глибинах: 5030–5037.5 м у колекторі знаходиться газ; 5037.5–5047.5 м - нафта; 5047.5–5052.5 м - вода, а коефіцієнти флюїдонасиченості змінюються в межах: від 84 % до 94 % (для гранулярної частини) та від 92% до 95 % (для тріщинної частини). Слід зазначити, що вищевказаний нафтогазовий поклад раніше не був виділений за даними стандартного комплексу методів ГДС.

Приводяться також результати обчислень пластових коефіцієнтів, що характеризують затухання амплітуд і поглинання енергії для складових стиску та зсуву прямої повздовжньої хвилі, значення яких представлені в Таблиці 1. Установлено, що пласти 1, 4 і 6 мають аномальні величини коефіцієнтів ефективного затухання ($\tilde{\alpha}'''_{\text{эф.зат.}}$) і розсіювання ($\tilde{\alpha}'''_{\text{розс.}}$) з від'ємними числовими значеннями, що підтверджується промисловими вимірюваннями пластових тисків та температури і свідчить про присутність у зазначених пластах зон АВПТ.

Потім, використовуючи сукупність значущих ознак - параметрів колекторських та флюїдонасичуючих властивостей пластів гірських порід, інтервал глибин 5035 – 5050 м у св. Лопушна – 13 був рекомендований для промислових іспитів з метою одержання припливу нафти. Наслідком проведених випробувань стало те, що зі свердловини, яка раніше була визнана непродуктивною, отримали приплив нафти з початковим дебітом $0.8 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Результати пробних досліджень дозволяють прогнозувати області прикладного використання заявляемого способу хвильової діагностики нафтогазового покладу, а саме:

- при пошуково - розвідувальному бурінні свердловин, коли необхідно виявити пласти - колектори, покришки та наявність нафтогазоносних порід;
- при бурінні експлуатаційних свердловин у процесі дорозвідки нафтогазових родовищ, коли необхідно уточнити колекторські параметри продуктивних пластів, якість покришок, кількісно оцінити нафтогазонасичення гірських порід і установити місцезнаходження газо- і водонафтових контактів;
- для моніторингу при розробці нафтогазових родовищ.

Таблиця 1 - Пластові коефіцієнти затухання амплітуд прямої повздовжньої хвилі для складових стиску та зсуву (св. Лопушна -13)

Плас - ти	Інтервал глибин	Складова стиску (S)					Складова зсуву (T)				Літологія	Умови стану
№	H [м]	$\tilde{\alpha}'_{эф.зат.} \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	$\alpha'(\varpi) \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	$\bar{\alpha}' \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	$\tilde{\alpha}'_{роз.} \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	$\tilde{\alpha}''_{эф.зат.} \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	$\alpha''(\varpi) \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	$\bar{\alpha} \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	$\tilde{\alpha}''_{роз.} \cdot 10^{-3} [м^{-1}]$	"	Порода	Пл. тиск, температура
1	5030-5050	-18,2 D=0,0001	6,4 D=0,0004	14,1 D=0,005	-38,7	-24,3 D=0,0001	0,9 D=0,009	14,1 D=0,005	-39,3		Алевроліт	зона АВПТ $p_{пл} \approx 7,8 \text{ МПа}$ $t_{пл} \approx 106^{\circ}\text{C}$
2	5055-5065	33,4 0,003	3,0 0,0001	17,4 0,009	13,0	32,1 0,0004	2,0 0,005	17,4 0,009	12,7		Пісковик, аргіліт	
3	5070-5090	18,3 0,003	7,8 0,00002	1,2 0,0003	9,3	11,5 0,00001	1,3 0,0004	1,2 0,0003	9,0		Вапняк	
4	5092,5 - 5105,0	-38,0 0,0005	4,5 0,0002	2,3 0,002	-44,8	-40,8 0,0001	1,6 0,006	2,3 0,002	-44,7		Аргіліт	зона АВПТ $p_{пл} \approx 7,6 \text{ МПа}$ $t_{пл} \approx 106^{\circ}\text{C}$
5	5107,5 - 5115,0	32,5 0,0009	9,7 0,0002	-3,2 0,003	26,0	23,5 0,00005	0,7 0,006	-3,2 0,003	26,0		Пісковик глинистий	
6	5117,5 - 5130,0	-44,1 0,004	2,3 0,0001	2,4 0,0002	-48,8	-44,2 0,0001	1,5 0,0003	2,4 0,0002	-48,1		Вапняк щільний	зона АВПТ $p_{пл} \approx 7,8 \text{ МПа}$ $t_{пл} \approx 108^{\circ}\text{C}$

За розрахунками
Лілія М. М.

Ф о р м у л а в и н а х о д у

1. Спосіб хвильової діагностики нафтогазового покладу, що включає збудження сейсмічних хвиль приповерхневими джерелами коливань, реєстрацію векторів зміщень прямих повздовжніх і поперечних хвиль для кожної точки прийому за допомогою трьохкомпонентного сейсмічного профілювання по глибині досліджуваної свердловини та обробку їх кінематичних і динамічних параметрів, який відрізняється тим, що збудження повздовжніх хвиль в навколосвердловинному просторі здійснюють одним приповерхневим джерелом коливань, а їх прийом виконують одночасно в досліджуваній і контрольній свердловинах, після орієнтації в просторі даних трьохкомпонентних спостережень із сейсмічних сигналів, зареєстрованих на осьовій і тангенціальній компонентах вектора зміщень, виділяють монотипні часові сигнали для складових стиску та зсуву прямої повздовжньої хвилі відповідно для свердловинного і контрольного приладів, далі шляхом обробки кінематичних параметрів прямих повздовжньої і поперечної хвиль обчислюють інтервальні значення модулів пружності (повздовжнього та зсуву), після декодування монотипних часових сигналів роблять кількісні оцінки їх значущих динамічних параметрів для кожної складової і точки прийому згідно даних свердловинних і контрольних спостережень, причому точність одержуваних оцінок динамічних параметрів контролюють шляхом комп'ютерного моделювання сейсмічних сигналів, потім, здійснюючи корекцію відповідного параметра за зміни умов збудження коливань та фільтрацію сейсмічних сигналів у вищезалягаючій товщі гірських порід, визначають для пластів динамічні параметри імпульсних характеристик, значення коефіцієнтів динамічної в'язкості (об'ємної та зсувної) і поглинання (для складових стиску та зсуву), коли калібровані значення коефіцієнтів поглинання для складової стиску використовують як індикатори присутності і типу вуглеводню в пластах, а також значення пластових коефіцієнтів затухання амплітуд і розсіювання енергії повздовжньої хвилі, після чого за функціональними залежностями, які враховують термобаричні умови залягання гірських порід, перетворюють отримані петрофізичні дані в значення параметрів колекторських і флюїдонасичуючих властивостей пластів гірських порід з метою знаходження необхідної сукупності нафтопромислових параметрів - ознак розпізнаваного образу нафтогазового покладу.

2. Спосіб по п. 1., який відрізняється тим, що включає три етапи:

- трьохкомпонентні спостереження та реєстрацію сейсмічних хвиль у досліджуваній і контрольній свердловинах;

- обробка даних свердловинних і контрольних спостережень, що приводить їх до виду даних, які представляють значення динамічних параметрів імпульсних характеристик і петрофізичних параметрів пластів гірських порід;

- перетворення петрофізичних даних для пластів гірських порід до значень нафтопромислових параметрів - ознак розпізнаваного образу нафтогазового покладу.

3. Спосіб по п. 1., який відрізняється тим, що глибину розміщення заряду (пневмоджерела) для збудження коливань у приповерхневій свердловині визначають з умови розділення в часі приходу в точку прийому прямої повздовжньої хвилі та хвиль - супутників.

4. Спосіб по п. 2., який відрізняється тим, що реєстрацію векторів зміщень прямої повздовжньої (поперечної) хвилі роблять одночасно в досліджуваній і контрольній свердловинах, причому в досліджуваній - за допомогою трьохкомпонентного багатоприладового зонда, що переміщається по глибині свердловини, а в контрольній - стаціонарно розташованим трьохкомпонентним одноприладовим зондом.

5. Спосіб по п. 3., який відрізняється тим, що детальне трьохкомпонентне профілювання в досліджуваній свердловині здійснюють із кроком дискретних спостережень через кожні 2.5 – 5 м.

6. Спосіб по п. 1., який відрізняється тим, що контрольну свердловину розташовують на шляху поширення прямої повздовжньої (поперечної) хвилі між досліджуваною свердловиною та пунктом збудження коливань на відстані 20 – 50 м від останнього.

7. Спосіб по п. 1., який відрізняється тим, що обробку даних свердловинних і контрольних спостережень здійснюють шляхом виділення монотипних часових сигналів для складових стиску та зсуву із сейсмічних сигналів на попередньо орієнтованих у просторі осьовій (повздовжній) і тангенціальній (поперечній) компонентах вектора зміщень прямої повздовжньої хвилі.

8. Спосіб по п. 1., який відрізняється тим, що в якості значущих динамічних параметрів монотипних часових сигналів для складових стиску та зсуву прямої повздовжньої хвилі використовують їх початкові амплітуди, показники крутості, коефіцієнти затухання, миттєві частоти і початкові фази.

9. Спосіб по п. 7., який відрізняється тим, що обробка сейсмічних сигналів прямої повздовжньої хвилі для свердловинних спостережень включає наступні основні стадії:

- декодують монотипні часові сигнали для складових стиску та зсуву і одержують кількісні оцінки їх значущих динамічних параметрів для кожної точки прийому як функції глибини свердловини;

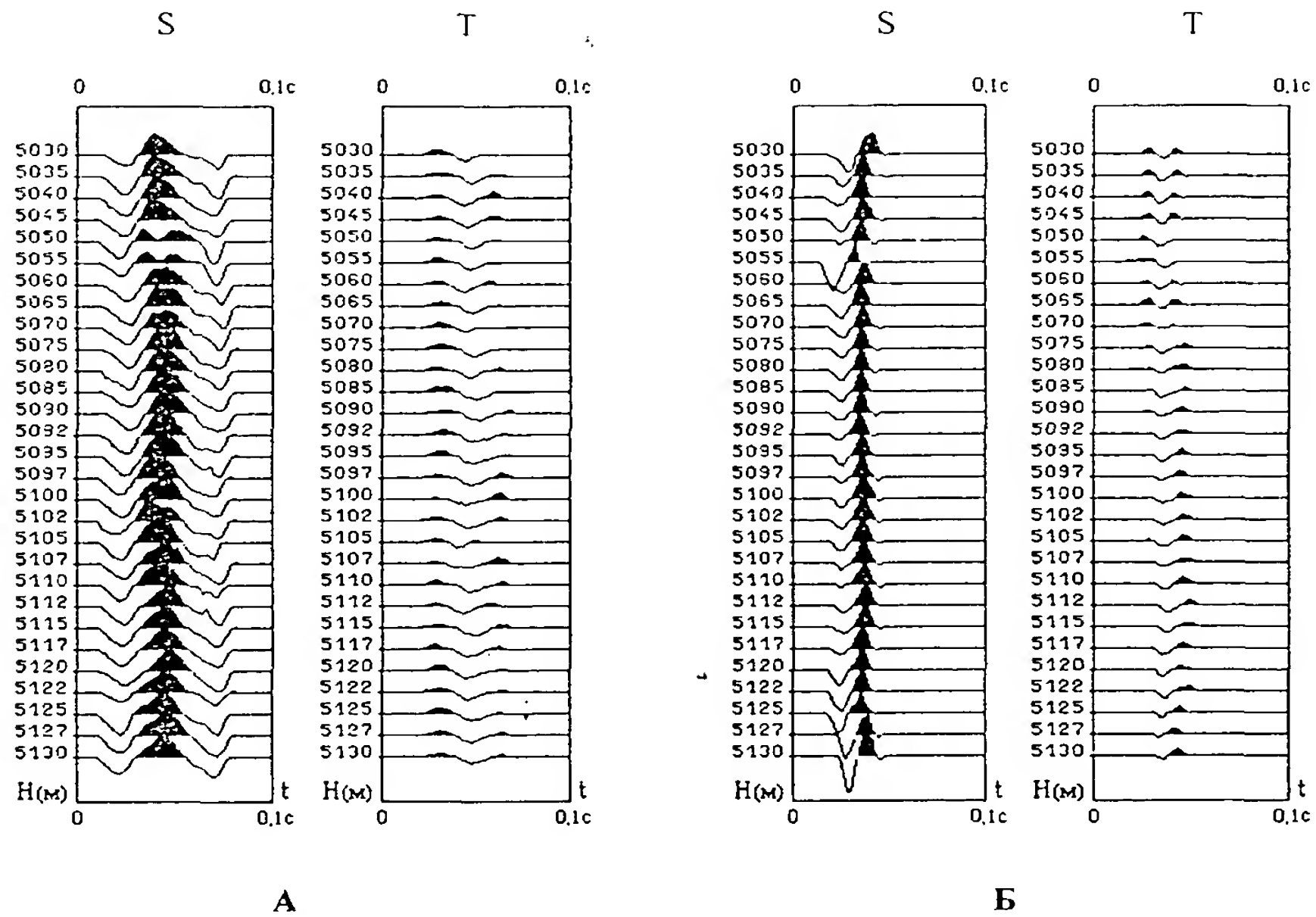
- визначають інтервальні значення модулів пружності (повздовжнього та зсуву) з наступним обчисленням коефіцієнтів динамічної в'язкості (об'ємної та зсувної), а також коефіцієнтів поглинання і показників добротності для складових стиску та зсуву;

- застосовують калібровані значення коефіцієнтів поглинання для складової стиску прямої повздовжньої хвилі в якості індикаторів присутності і типу флюїду (нафта, газ чи вода) як поро - тріщинозаповнювачів у гірських породах;

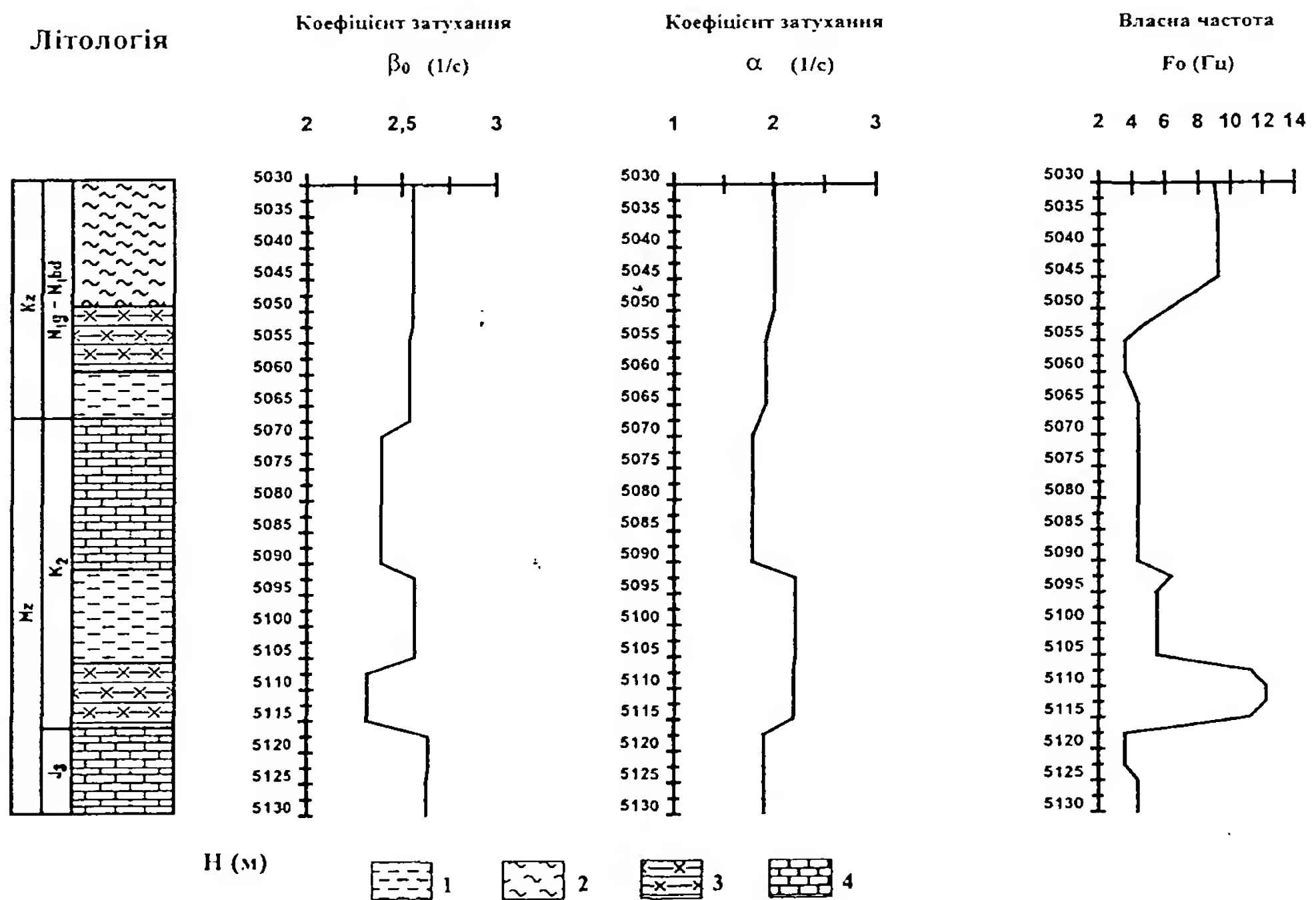
- обчислюють пластові коефіцієнти ефективного затухання, затухання внаслідок тонкошаруватого середовища та розсіювання на локальних внутрішньопластових неоднорідностях за допомогою просторово - групової обробки значень оцінок амплітудних параметрів, які попередньо виправлено за зміни умов збудження коливань і геометричне розходження хвильового фронту;

- перетворюють петрофізичні дані згідно функціональних залежностей у значення параметрів колекторських і флюїдонасичуючих властивостей пластів гірських порід і одержують сукупність нафтопромислових параметрів - ознак розпізнаваного образу нафтогазового покладу.

За зорухами
 М. М.
 М. М.



Фіг.1



Фіг.2

Умовні позначення: 1 – аргіліт; 2 – алевроліт; 3 – пісковик; 4 – вапняк.

Стисок хвильового діагност.
напруженого показу²⁵

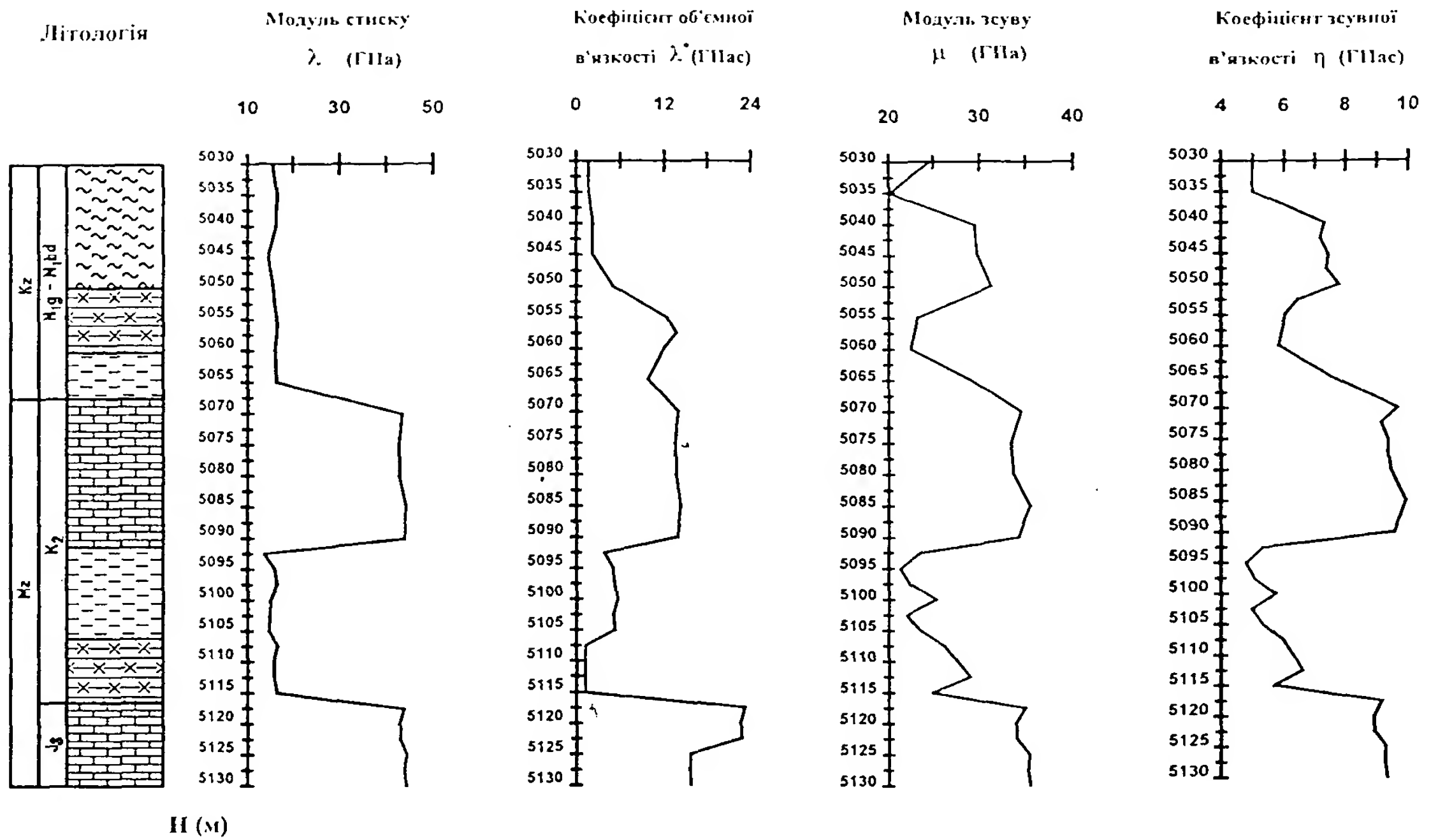


Fig.3

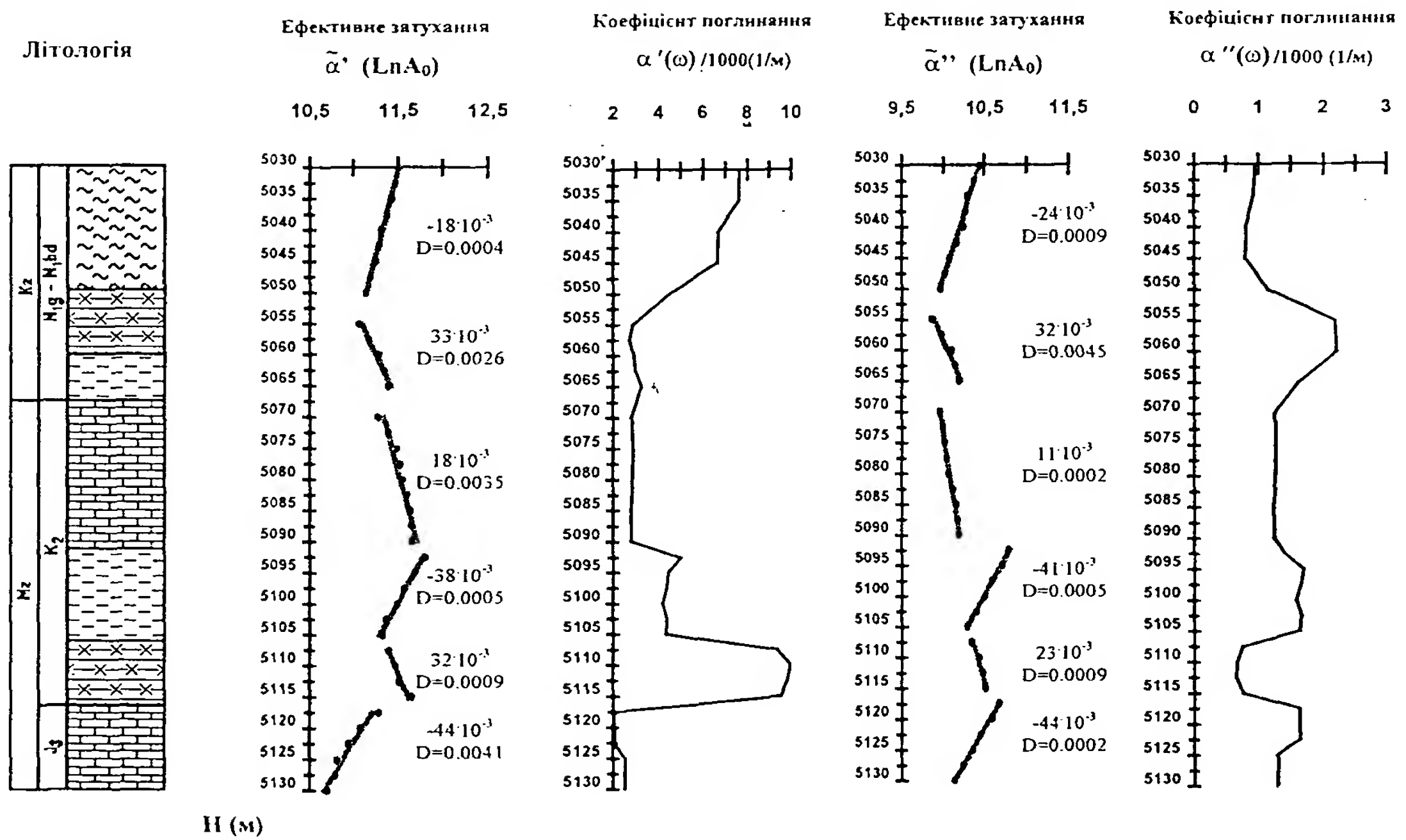
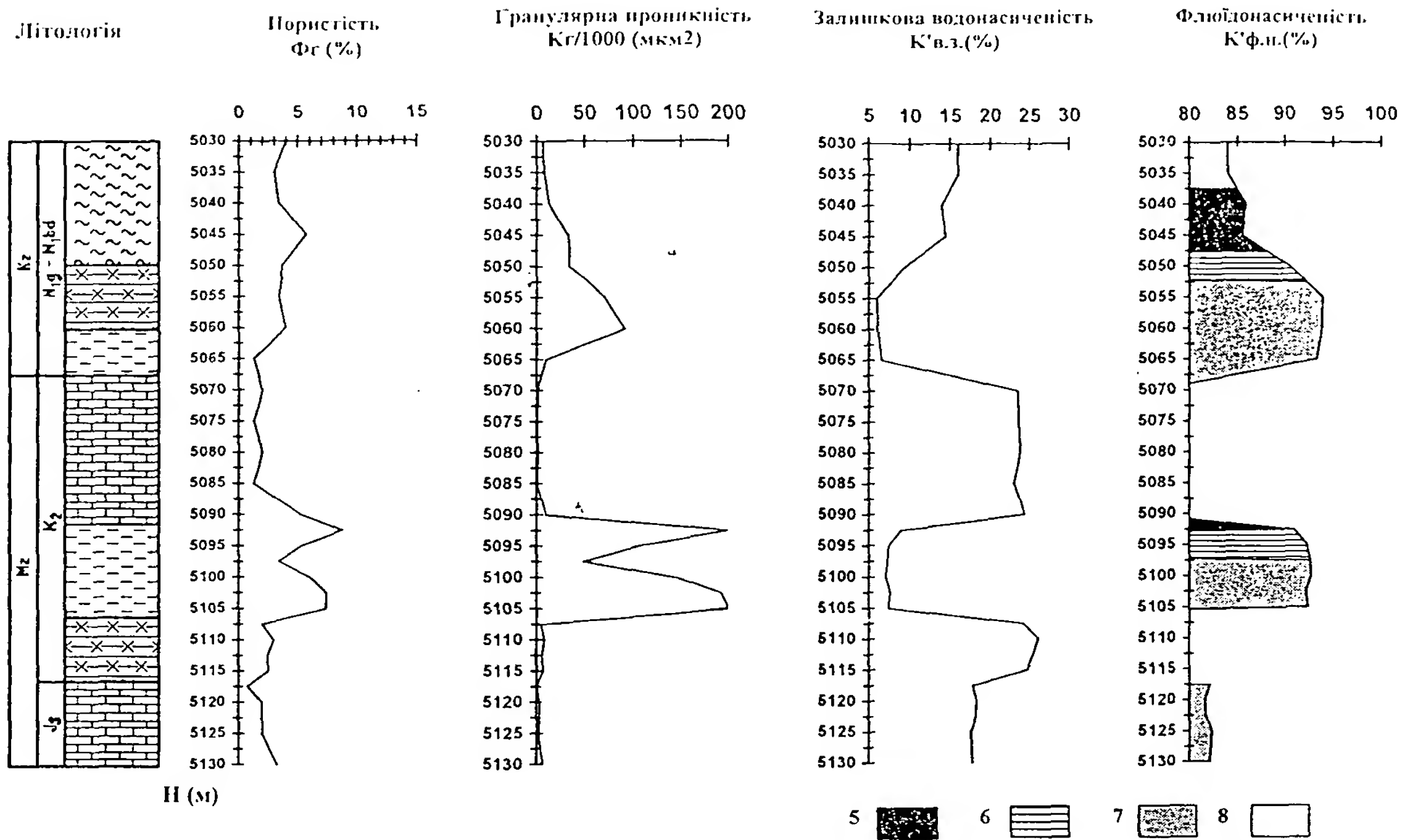


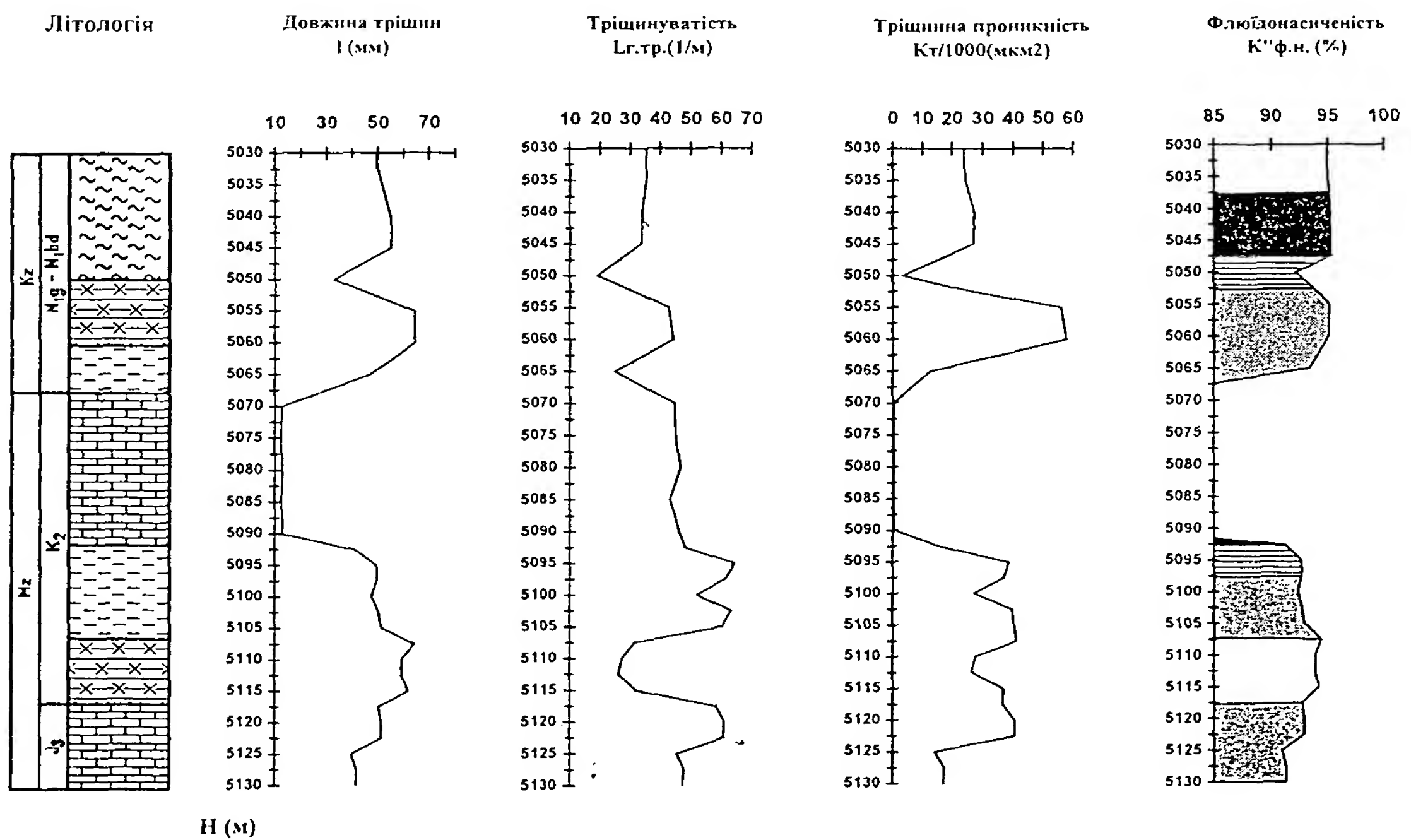
Fig.4

Стенографічний журнал
нафтового пошуку



Фіг.5

Умовні позначення: 5 – нафта; 6 – нафта і вода; 7 – вода; 8 – газ.



Фіг.6

Р е ф е р а т

Спосіб хвильової діагностики нафтогазового покладу відноситься до області сейсморозвідки нафтових і газових родовищ з комплексу хвиль різних типів. Шляхом прозвучування навколосвердловинного простору сейсмічними хвилями, реєстрації векторів зміщень прямих повздовжніх і поперечних хвиль за допомогою трьохкомпонентного сейсмічного профілювання в досліджуваній свердловині, цифровій обробці даних детального профілювання для одержання динамічних, реологічних і поглинаючих параметрів пластів гірських порід і геологічної інтерпретації вищезгаданих параметрів з метою визначення кількісних оцінок параметрів колекторських і флюїдонасичених властивостей гірських порід для кожної точки прийому по глибині свердловини. Точність, одержуваних за допомогою параметричного аналізу і декодування монотипних часових сигналів для складових стиску та зсуву прямої повздовжньої хвилі, значень оцінок динамічних параметрів контролюють шляхом комп'ютерного моделювання сейсмічних сигналів. При спільній обробці даних свердловинних і контрольних трьохкомпонентних спостережень у динамічні параметри свердловинних даних вводяться корективи, що компенсують зміни умов хвильового збудження і фільтруючий ефект вищезалігаючої товщі гірських порід для кожної точки прийому по глибині досліджуваної свердловини, що дозволяє обчислювати динамічні параметри імпульсних характеристик і знаходити відповідні їм петрофізичні параметри пластів гірських порід.

Потім здійснюються перетворення петрофізичних параметрів до виду даних нафтопромислової геології, а саме - коефіцієнтів пористості, лінійної густини тріщин, гранулярної і тріщинної проникностей, залишкової водонасиченості та флюїдонасиченості пластів гірських порід, причому як індикатор присутності і типу флюїду (нафта, чи газ вода) використовують калібровані значення коефіцієнтів поглинання для складової стиску повздовжньої хвилі. Діагностування нафтогазового покладу відбувається по сукупності вищезгаданих нафтопромислових параметрів - ознак, що однозначно характеризують колекторські та флюїдонасичуючі властивості пластів гірських порід, а їхня інформативність гарантує правильне розпізнавання образу нафтогазового покладу та одночасно забезпечує одержання достовірної інформації про ефективну потужність пластів і місцезнаходження в них газо - водонафтових контактів, що потрібно при підрахунку запасів нафти і газу.